

DOI:10.19826/j.cnki.1009-3850.2020.10003

## 鄂尔多斯盆地合水地区长 $8_1$ 亚油层组沉积相 及对储层物性的影响

王茜<sup>1</sup>, 魏凡<sup>2</sup>, 张妍<sup>3</sup>, 范琳<sup>4</sup>, 方一钢<sup>2</sup>

(1. 中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第十二采油厂, 甘肃 合水 745400; 2. 中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第二采油厂, 甘肃 庆城 745100; 3. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川 成都 610500; 4. 中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第十一采油厂, 甘肃 庆阳 745000)

**摘要:**为研究鄂尔多斯盆地上三叠统延长组长 $8_1$ 亚油层组沉积微相与储层物性的关系,通过岩心相、测井相及物性等资料,结合前人研究成果,对盆内合水地区长 $8_1$ 亚油层组进行分析。认为:(1)长 $8_1$ 亚油层组浅水三角洲前缘沉积发育水下分流河道、河口坝、前缘席状砂、分流间湾4种沉积微相。多期叠置的水下分流河道是控制砂体发育的主要微相类型,根据砂地比又可分为河道核部、河道中部及河道侧翼;(2)长 $8_1^2$ 小层水下分流河道砂体发育频率较高、沉积期次较多、连通性较强,其次为长 $8_1^1$ 小层与长 $8_1^3$ 小层;(3)由沉积微相决定的岩石结构成熟度控制了储层的初始孔隙度,进而在一定程度上影响了储层现今孔隙度。水下分流河道核部储层物性最好,是有利微相类型。研究区长 $8_1^2$ 小层有利微相发育规模最大,为后期勘探开发首要目的层位。

**关键词:**鄂尔多斯盆地;合水地区;长 $8_1$ 亚油层;沉积微相;储层物性

**中图分类号:** P534.51; TE122

**文献标识码:** A

随着我国经济快速发展,油气需求量日益增高,但我国长期处于原油进口状态,石油进口依存度较高。在如此严峻的情况下,进一步加大石油勘探力度,减少石油对外依存度是国内广大石油工作者迫在眉睫的任务。为提高油气产量,近年来众多专家学者将研究的重点从常规油气转向非常规油气。非常规油气通常指无明显油水界面的以常规方法手段不能获取的油气资源<sup>[1-3]</sup>,具有储层物性低、开采难度大等特点。其中致密砂岩油气的研究是非常规油气研究的重点方向之一<sup>[4-8]</sup>。致密砂岩储层的发育受沉积环境及沉积相的制约,其决定了储集砂体的结构组分、发育规模、空间展布等问题<sup>[9-11]</sup>,因此,沉积环境及沉积相的研究是致密砂岩储层研究中不可缺少的重要因素,是寻找有利储层的必然环节,国内外众多专家学者对其进行了研究。例如,通过研究沉积相特征继而确定砂体发育机理<sup>[12]</sup>;通过沉积相带的展布预测优质储层的分

布<sup>[13-14]</sup>;研究不同相带砂体间的构型要素、组合方式<sup>[15-16]</sup>;通过物源示踪确定沉积相带展布方向等<sup>[17-18]</sup>。但上述研究大多仅分析沉积微相对优势砂体的影响,从宏观角度预测有利相带及储层的发育,而不同微相对储层物性影响的研究则较为薄弱。

合水地区位于鄂尔多斯盆地西南缘,作为长庆油田重要的产油基地之一,其主力油层组上三叠统延长组长8油层组发育大规模厚层储集砂体,石油优先供给,具有良好的“生储”组合,是近年来该地区勘探与开发的重点层位。但受沉积作用影响,砂岩粒度较细、泥质含量较高、非均质性较强、物性较差,整体表现为致密储层的特征,有利储层预测难度较大。因此,其沉积特征及沉积相的研究对储层评价、预测有利储层有着重要的意义。合水长8油层组沉积相的研究前人已有较多成果<sup>[19-21]</sup>,但多以长8油层组整体为研究对象,缺乏精细划分,在研究与勘探程度较高的合水地区,对其有利储层的预测

**收稿日期:** 2020-08-07; **改回日期:** 2020-10-24

**作者简介:** 王茜(1995—),女,助理工程师,硕士,主要从事沉积学与储层地质学研究。E-mail:466277231@qq.com

**资助项目:** 国家科技重大专项子课题中生界低渗透储层非均质性评价技术(2016ZX05050006)



(图 2a)。含油层段砂岩为灰褐色,泥岩主要为灰黑色和黑色,此外还发育灰黑色泥质粉砂岩、灰黑色粉砂质泥岩(图 2b)。表明长  $8_1$  沉积期处于弱还原的浅水环境。而砂岩粒度整体以细粒为主,局部可见中—细粒、中粒,表明沉积物随水流长期搬运,水动力较强(图 2c)。其次,长  $8_1$  油层亚组砂岩中可见块状层理、平行层理、砂纹层理、波状层理、变形层理(图 2d~h),表明沉积物受强水动力条件下牵引流影响,层理构造较为发育。最后,砂岩可见 3 种类型的生物成因构造,分别为生物遗迹化石,煤线及碳质泥岩以及代表生物活动痕迹的垂直虫孔(图 2i

~k),表明生物长期处于浅水环境中。

综上所述,长  $8_1$  储集砂体表现为颜色较浅、粒度较细、层理构造及生物成因构造较为发育。同时,鄂尔多斯盆地为一西倾单斜,平均坡度小于  $0.5^\circ$ ,坡度较缓。而前人研究表明,浅水三角洲典型沉积特征为岩性粒度以细粒—中细粒为主,沉积物搬运主要受牵引流影响,砂岩中发育丰富的强水动力沉积构造(层理构造),沉积环境水体较浅、沉积地形坡度平缓,以分流河道砂体为主<sup>[25~26]</sup>。因此综合判断,研究区长  $8_1$  沉积期处于浅水三角洲前缘沉积环境中。

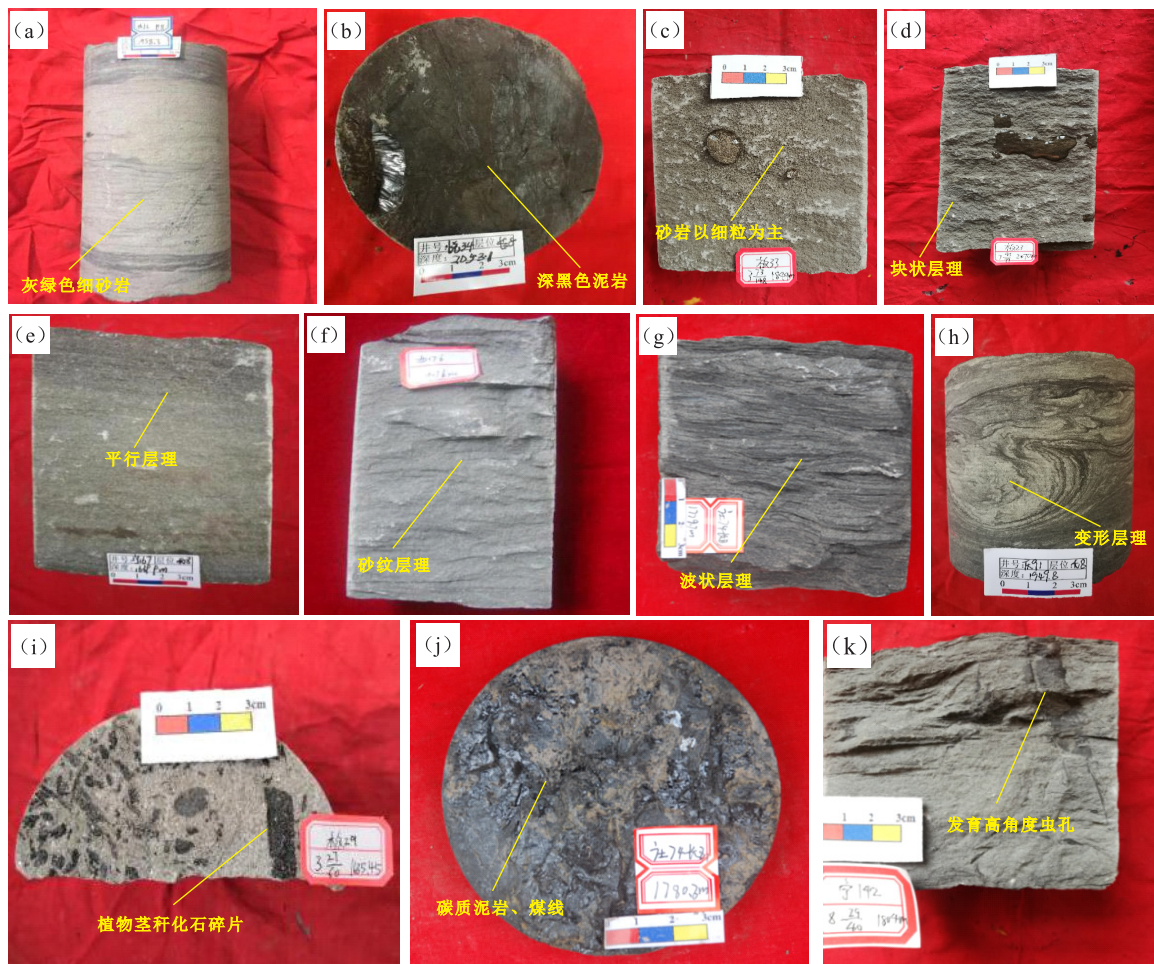


图 2 合水地区长  $8_1$  亚油层组岩心相照片

(a) X32 井,长  $8_1$ ,1958.3m,灰绿色细砂岩;(b) Y34 井,长  $8_1$ ,2053.1m,黑色泥岩;(c) B33 井,长  $8_1$ ,1899.0m,灰褐色含油细砂岩;(d) B23 井,2070.0m,灰褐色含油细砂岩,块状层理发育;(e) N167 井,长  $8_1$ ,1639.9m,灰色细砂岩,平行层理发育;(f) X176 井,长  $8_1$ ,1907.6m,浅灰色细砂岩,砂纹层理发育;(g) Z74 井,长  $8_1$ ,1779.7m,深灰色细砂岩,波状层理发育;(h) Q91 井,长  $8_1$ ,1949.8m,深灰色细砂岩,发育变形层理;(i) B29 井,长  $8_1$ ,1635.5m,植物叶片化石;(j) Z74 井,长  $8_1$ ,1780.3m 碳质泥岩、煤线;(k) N142,长  $8_1$ ,1804m,灰色细砂岩内发育近乎垂直的高角度虫孔

Fig. 2 Photos of sub oil-bearing formation of Chang  $8_1$  from drilling wells in Heshui area

2.1.2 测井相

通过对上述 59 口单井测井相识别后发现,区内长 8<sub>1</sub> 浅水三角洲前缘亚相沉积主要包括水下分流河道、河口坝、前缘席状砂、分流间湾 4 种微相类型(图 3)。其中水下分流河道与分流间湾在研究区较为发育,而河口坝与席状砂在研究区发育较少。

水下分流河道为陆上分流河道向湖内延伸的部分<sup>[27]</sup>,一般从上到下依次由灰色、浅灰色中—细粒、细粒砂岩、粉细砂岩、粉砂岩以正粒序沉积。为更精细研究水下分流河道微相,通过测井曲线观察及砂体厚度分析,以砂地比大小为依据,将其分为河道核心部位,简称核部(砂地比大于 0.6),SP 曲线多表现为中—高幅箱型(齿化箱型);河道中间部位,简称中部(砂地比为 0.4~0.6),SP 曲线多表现为钟型(齿化钟型);河道侧翼部位,简称侧翼(砂地比 0.2~0.4),SP 曲线多表现为指型(图 3)。

河口坝为水流突然趋于平缓,砂体在河口处短时间内迅速堆积所形成<sup>[27]</sup>。一般以砂岩沉积为主,底部粒度细,上部粒度粗,为反粒序沉积,其中水平、波状层理较为发育。SP 曲线上,通常表现为反漏斗型,指示粒度自上而下逐渐变细的沉积特点(图 3)。

前缘席状砂沉积微相是由于河口坝被水流冲刷后形成的分布在其两侧的大面积薄层砂体<sup>[27]</sup>。一般发育在水体较深处,以泥质粉砂岩或粉砂质泥岩互层沉积为主。SP 测井曲线一般为指状(图 3)。

分流间湾是水下分流河道间地势较低的区域<sup>[27]</sup>,尖端指向陆上方向。岩性以粉砂质泥岩、泥岩沉积为主,洪水期沉积少量粉、细砂岩。该微相中可见植物叶片、根茎化石以及碳质泥岩。水平层理较为发育。分流间湾沉积微相 SP 测井曲线多为泥岩基线(图 3)。

2.2 沉积相特征及展布

在对长 8<sub>1</sub> 油层亚组沉积微相类型划分的基础上,以单井、连井、平面结合的方法进一步讨论沉积微相在垂向及平面上的分布特征,系统分析长 8<sub>1</sub> 各小层微相发育情况及规律。

2.2.1 单井相分析

通过对上述 59 口单井长 8<sub>1</sub> 亚油层组的沉积微相进行划分,明确了各类沉积微相在垂向上的发育情况。对各小层沉积微相发育频率(单微相类型发育次数/总次数)及砂地比(单微相厚度/小层厚度)进行统计后表明,水下分流河道发育频率在长 8<sub>1</sub><sup>2</sup> 小层最高、砂地比最大;河口坝发育频率在长 8<sub>1</sub><sup>1</sup> 小层最高、砂地比最大;前缘席状砂发育频率在长 8<sub>1</sub><sup>3</sup> 小层最高,但其砂地比在长 8<sub>1</sub><sup>2</sup> 小层最大;分流间湾在各小层均有发育,其中在长 8<sub>1</sub><sup>3</sup> 小层发育频率最高(表 1)。

以区内典型产油井——L20 井进行说明(图 4)。L20 井位于研究区东南部九岷附近(图 1),其长 8<sub>1</sub> 亚油层组可识别出水下分流河道、河口坝、前缘席状砂、分流间湾 4 种微相类型。其中,长 8<sub>1</sub><sup>1</sup> 小层主要发育水下分流河道、河口坝两种微相类型。水下分流河道发育频率为 50%、砂地比为 0.68,河口坝发育频率为 50%,砂地比为 0.30;长 8<sub>1</sub><sup>2</sup> 小层可识别出水下分流河道与分流间湾两种微相类型。水下分流河道发育频率为 50%、砂地比为 0.72,分流间湾发育频率为 50%,砂地比为 0;长 8<sub>1</sub><sup>3</sup> 小层可识别出水下分流河道、前缘席状砂、分流间湾三种微相类型。水下分流河道发育频率为 40%、砂地比为 0.43,前缘席状砂发育频率为 20%、砂地比为 0.14,分流间湾发育频率为 40%、砂地比为 0.07。

单井相分析表明,长 8<sub>1</sub> 亚油层组以水下分流河道微相为主,且以长 8<sub>1</sub><sup>2</sup> 小层水下分流河道砂体沉积厚度大,发育频率高,多为河道核部,其次为长 8<sub>1</sub><sup>1</sup> 小层,长 8<sub>1</sub><sup>3</sup> 小层水下分流河道砂体沉积厚度最小、发育频率低,多为河道侧翼。

曲线类型	自然电位曲线	岩性剖面	沉积微相	岩心照片	地质意义
箱型 齿化箱型			水下分流河道 (核部)		沉积过程中物源供给充足、水动力强,顶部、底部砂体与泥岩突变接触。
钟型 齿化钟型			水下分流河道 (中部)		沉积过程中物源供给逐渐减弱,水动力减弱,沉积物正粒序沉积。
指型			前缘席状砂 水下分流河道 (侧翼)		洪水期,沉积物漫溢沉积形成,砂体沉积厚度薄、分选性好。
反漏斗型			河口坝		由于水流速度降低,砂体快速堆积而成,沉积物反粒序沉积。
泥岩基线			分流间湾		水下分流河道之间的低洼区域,水动力弱,沉积物粒度细。

图 3 沉积微相类型划分示意图

Fig. 3 Classification of sedimentary microfacies

表1 合水地区长 $8_1$ 亚油层组沉积微相发育频率及砂地比统计表Table 1 Sedimentary microfacies of sub oil-bearing formation of Chang  $8_1$  and thickness ratios between sandstone and mudstone, Heshui area

沉积微相	层位	微相频率/%		微相砂地比		井数/口
		范围值	平均值	范围值	平均值	
水下分流河道	长 $8_1^1$	11.54 ~ 65.98	49.67	0.44 ~ 0.86	0.53	57
	长 $8_1^2$	19.00 ~ 90.50	64.37	0.41 ~ 0.96	0.67	59
	长 $8_1^3$	8.00 ~ 60.80	35.40	0.40 ~ 0.70	0.48	49
河口坝	长 $8_1^1$	0 ~ 25.47	10.54	0.30 ~ 0.55	0.39	25
	长 $8_1^2$	0 ~ 14.25	8.10	0.33 ~ 0.51	0.36	13
	长 $8_1^3$	0 ~ 10.10	5.30	0.30 ~ 0.58	0.39	18
前缘席状砂	长 $8_1^1$	0 ~ 15.50	6.50	0.05 ~ 0.25	0.12	31
	长 $8_1^2$	0 ~ 9.50	2.70	0.09 ~ 0.21	0.14	5
	长 $8_1^3$	0 ~ 35.65	10.18	0.04 ~ 0.15	0.07	46
分流间湾	长 $8_1^1$	25.15 ~ 53.50	33.29	0 ~ 0.10	0.06	50
	长 $8_1^2$	13.50 ~ 40.78	24.83	0 ~ 0.08	0.03	45
	长 $8_1^3$	21.70 ~ 70.53	49.12	0 ~ 0.12	0.05	59

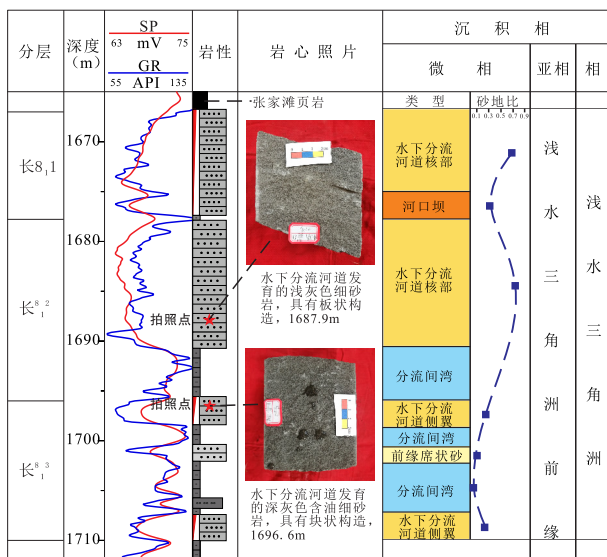
图4 合水地区L20井长 $8_1$ 沉积相单井柱状图

Fig. 4 Columnar diagram of sedimentary facies of well L20 in Heshui area

### 2.2.2 连井相分析

前人研究表明,研究区长 $8_1$ 沉积期,物源方向以西南—东北向为主<sup>[28]</sup>。为分析沉积微相在横向上的分布特征,以59口单井为单元,做出顺物源方向的8条骨架剖面及垂直物源方向的7条骨架剖面,并对每条剖面各小层不同微相类进行了识别并对其发育情况进行研究。

通过对15条骨架剖面长 $8_1$ 各小层沉积微相类型进行识别后发现,水下分流河道为长 $8_1$ 主要的微

相类型。经统计,水下分流河道主要发育在长 $8_1^2$ 小层,多为连续沉积,连通性较好,河道中心基本无摆动,平均沉积厚度为6.2m;其次为长 $8_1^1$ 小层,其河道多为间隔沉积,连通性一般,河道中心有一定幅度的摆动,平均沉积厚度为4.5m;长 $8_1^3$ 小层河道发育数量最少,河道较为孤立,连通性差,河道中心摆动幅度较大,平均沉积厚度为3.7m。河口坝主要发育在长 $8_1^1$ 与长 $8_1^2$ 小层,平均沉积厚度为2.5m与3.1m,而长 $8_1^3$ 小层较少,平均沉积厚度为2.2m。前缘席状砂主要发育于长 $8_1^1$ 与长 $8_1^3$ 小层,平均沉积厚度为1.1m与0.9m,长 $8_1^2$ 小层较少,平均沉积厚度为1.1m。分流间湾在各小层均有所发育,其中长 $8_1^3$ 小层分布面积最大,长 $8_1^1$ 小层次之,长 $8_1^2$ 小层分布面积最少(表2)。

在此基础上,选取顺物源及垂直物源两条剖面进行说明,剖面位置见图1。顺物源剖面长 $8_1^1$ 小层发育1期厚层及3期薄层水下分流河道砂体。厚层河道砂体沉积厚度为7.3m,连通性较好,薄层河道砂体沉积厚度为1.6~3.4m,河道孤立,无连通性;长 $8_1^2$ 小层发育5期厚层及2期薄层水下分流河道砂体。厚层河道砂体沉积厚度为4.1~7.0m,薄层河道砂体沉积厚度为1.9~2.7m。长 $8_1^2$ 小层水下分流河道连通性均较好;长 $8_1^3$ 小层发育2期薄层水下分流河道砂体,沉积厚度为2.3~2.5m,河道孤立,无连通性。发育2期河口坝及5期席状砂(图5a)。垂直物源剖面长 $8_1^1$ 小层发育1期厚层及3

期薄层水下分流河道砂体。厚层河道砂体沉积厚度为 4.7m, 连通性较差, 薄层河道砂体沉积厚度为 1.2~3.0m, 河道孤立, 无连通性; 长 8<sub>1</sub><sup>2</sup> 小层发育 2 期厚层及 6 期薄层水下分流河道砂体。厚层河道砂体沉积厚度为 4.8~5.2m, 连通性差, 薄层河道砂体

沉积厚度为 1.1~2.3m, 河道孤立, 无连通性; 长 8<sub>1</sub><sup>3</sup> 小层发育 1 期厚层及 2 期薄层水下分流河道砂体。厚层河道砂体沉积厚度为 5.1m, 薄层河道砂体沉积厚度为 1.9~2.3m, 长 8<sub>1</sub><sup>3</sup> 小层河道均较为孤立, 无连通性。发育 2 期河口坝及 4 期席状砂(图 5b)。

表 2 合水地区长 8<sub>1</sub> 各小层沉积微相发育数量及沉积厚度统计表

Table 2 Statistics of sedimentary microfacies and sedimentary thickness of sub oil-bearing formation of Chang 8<sub>1</sub> in Heshui area

沉积微相	层位	单砂体发育数量/个		单砂体沉积厚度/m		剖面/条
		范围值	平均值	范围值	平均值	
水下分流河道	长 8 <sub>1</sub> <sup>1</sup>	4.0~8.0	6	3.0~9.0	5.0	15
	长 8 <sub>1</sub> <sup>2</sup>	5.0~13.0	8	4.0~12.0	6.0	15
	长 8 <sub>1</sub> <sup>3</sup>	2.0~7.0	3	3.0~5.0	3.0	15
河口坝	长 8 <sub>1</sub> <sup>1</sup>	1.0~4.0	2	1.9~4.2	2.5	6
	长 8 <sub>1</sub> <sup>2</sup>	1.0~3.0	2	2.2~5.3	3.1	4
	长 8 <sub>1</sub> <sup>3</sup>	/	1	/	2.2	1
前缘席状砂	长 8 <sub>1</sub> <sup>1</sup>	1.0~4.0	3	0.5~1.9	1.1	12
	长 8 <sub>1</sub> <sup>2</sup>	1.0~2.0	1	1.1~1.2	1.1	3
	长 8 <sub>1</sub> <sup>3</sup>	2.0~6.0	4	0.3~1.5	0.9	15

说明:“/”为无统计值

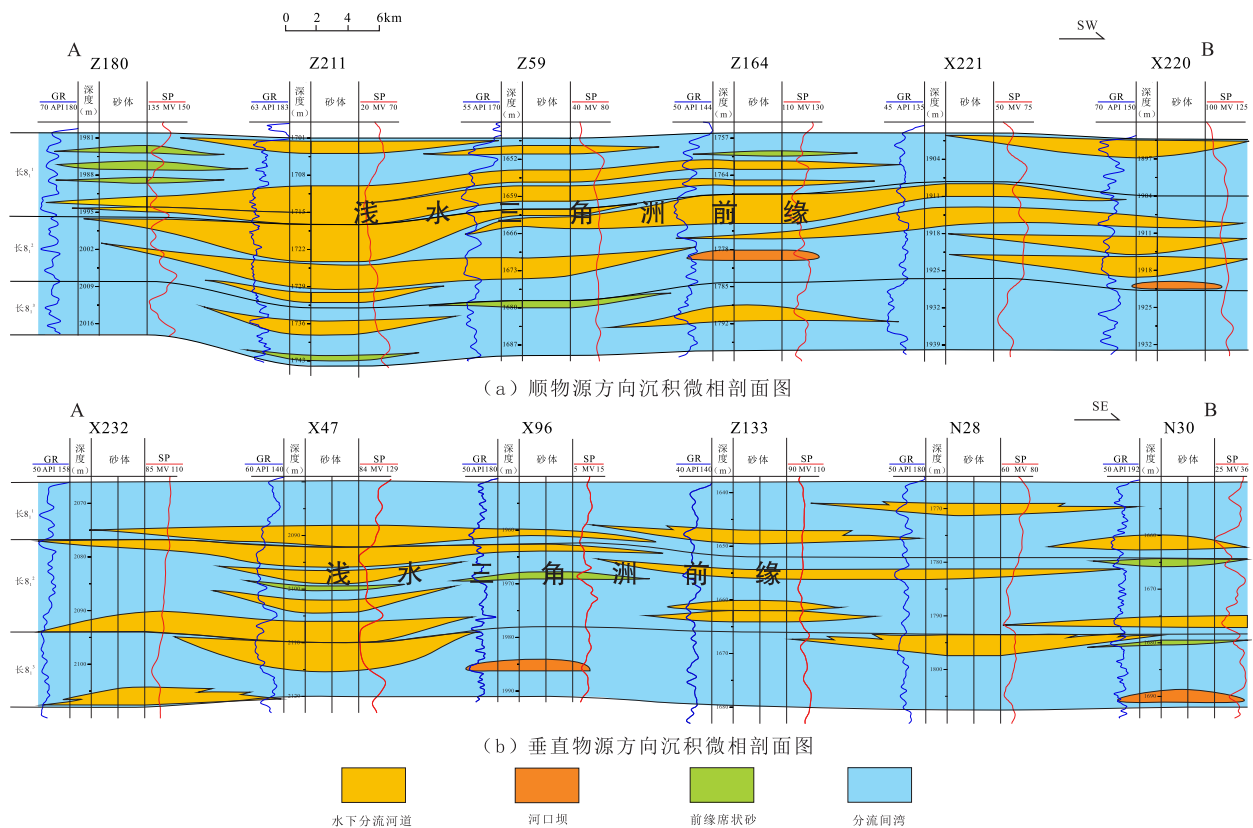


图 5 合水地区长 8<sub>1</sub> 亚油层组沉积微相剖面图

Fig. 5 Profiles of sedimentary microfacies of sub oil-bearing formation of Chang 8<sub>1</sub> in Heshui area

连井相分析表明,长 $8_1$ 亚油层组以水下分流河道微相为主,长 $8_1^2$ 沉积期时物源供给充足,水动力条件稳定,导致沉积的水下分流河道砂体厚度大、数量多、连通性好、连续性强,其次为长 $8_1^1$ 小层,长 $8_1^3$ 小层水下分流河道砂体规模最小、数量最少。且顺物源方向河道砂体沉积厚度、沉积期次及连通性均好于垂直物源方向。

2.2.3 沉积微相平面展布特征

在对长 $8_1$ 亚油层组单井及连井相研究的基础上,通过绘制沉积微相平面分布图,研究了沉积微相在平面上的展布特征。

平面上,长 $8_1$ 亚油层组共识别出水下分流河道、分流间湾、河口坝以及前缘席状砂4种沉积微相。水下分流河道沿西南—东北方向呈条带状延伸,分流间湾呈片状分布在研究区均有分布,而河口坝和前缘席状砂限制性发育。

对比各小层发现,长 $8_1^1$ 小层共发育9条顺物

源及3条垂直物源方向的水下分流河道(图6a),河道砂体平均厚度为5.06m,平均宽度为5.28km,平均宽厚比为1043,最大延伸距离为67.63km;长 $8_1^2$ 小层共发育11条顺物源及4条垂直物源方向的水下分流河道(图6b),河道砂体平均厚度为5.50m,平均宽度为7.42km,平均宽厚比为1349,最大延伸距离为71.59km;长 $8_1^3$ 小层共发育7条顺物源方向的水下分流及3条垂直物源方向的水下分流河道(图6c),河道砂体平均厚度为4.40m,平均宽度为4.67km,平均宽厚比为1061,最大延伸距离为65.94km。受物源影响,长 $8_1^1$ 小层主河道位于研究区西南部,而在研究区中部、西南部偶见河口坝沉积微相;长 $8_1^2$ 小层主河道位于研究区西南部,而在研究区东部、东南部及西南部偶见河口坝及前缘席状砂沉积微相;长 $8_1^3$ 小层主河道在西南、东北部均有发育,而在西北部、东北部偶见河口坝、前缘席状砂沉积微相(图6a~c)。

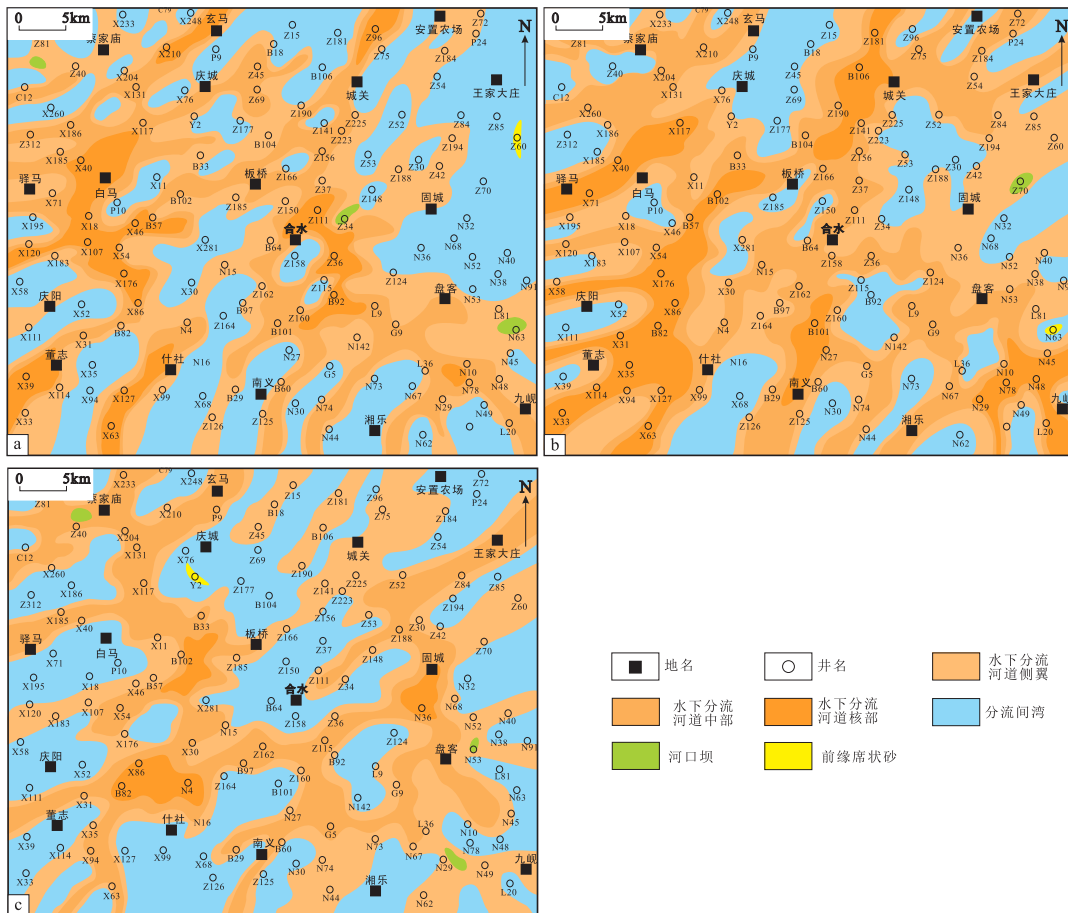


图6 合水地区长 $8_1$ 亚油层组沉积微相平面分布图

a. 长 $8_1^1$ 小层; b. 长 $8_1^2$ 小层; c. 长 $8_1^3$ 小层

Fig. 6 Plane distribution of sedimentary microfacies of sub oil-bearing formation of Chang  $8_1$  in Heshui area

综上所述,水下分流河道为研究区主要的沉积微相,其中,长8<sub>1</sub><sup>2</sup>小层水下分流河道发育数量多、发育频率高,横向厚度大、纵向宽度广,平均宽厚比最大,平面上延伸距离最长,其次为长8<sub>1</sub><sup>1</sup>小层与长8<sub>1</sub><sup>3</sup>小层。究其原因,主要与物源供给强度及沉积物可容纳空间大小有着一定的关系,前人研究表明<sup>[29-30]</sup>,长8~长7沉积期,为湖盆扩张末期,从长8<sub>1</sub><sup>3</sup>到长8<sub>1</sub><sup>2</sup>沉积期时,三角洲充填强度逐渐变大,沉积物供给规模逐渐变强,而该时期,合水地区位于湖盆中心,沉积物可容纳空间最大,在上述两方面因素影响下,河道砂体沉积厚度及发育规模呈现出了递增趋势,并在长8<sub>1</sub><sup>2</sup>沉积期达到最大。而长8<sub>1</sub><sup>2</sup>到长8<sub>1</sub><sup>1</sup>沉积期时,三角洲充填开始减弱,沉积环境从浅水三角洲相开始转变为湖泊相,细粒沉积物开始变多,河道沉积厚度及发育规模开始逐渐变小,并于长7<sub>3</sub>沉积期结束。

### 3 沉积作用对储层物性的影响

#### 3.1 储层物性特征

根据物性资料统计表明,长8<sub>1</sub>亚油层组孔隙度集中在5%~10%,渗透率(0.1~0.5)×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,孔隙度与渗透率呈正相关性,相关系数为0.7,相关性较好(图7),说明储层渗流能力受基质孔隙的影响。其中,长8<sub>1</sub><sup>1</sup>小层孔隙度为1.10%~15.91%,平均为8.29%、渗透率为(0.01~6.68)×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,平均为0.44×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>;长8<sub>1</sub><sup>2</sup>小层孔隙度为2.59%~17.99%,平均为8.85%、渗透率为(0.01~6.85)×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,平均为0.49×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>;长8<sub>1</sub><sup>3</sup>小层孔隙度为1.68%~15.51%,平均为8.04%、渗透率为(0.01~6.19)×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>,平均为0.41×10<sup>-3</sup>μm<sup>2</sup>。

根据中华人民共和国石油天然气行业标准,油气储层评价方法(SY/T6285-1997),长8<sub>1</sub>亚油层组储层为特低孔、特低渗储层,部分已达致密(图8),其中长8<sub>1</sub><sup>2</sup>小层物性最好,长8<sub>1</sub><sup>1</sup>小层次之,长8<sub>1</sub><sup>3</sup>沉小层最差。

#### 3.2 沉积微相对物性的影响

物源及沉积作用决定着沉积物搬运距离及水动力强弱,沉积物搬运距离及水动力强弱又控制着岩石的粒度、磨圆度及分选性等,影响了储层的初始孔隙度。而初始孔隙度的大小一定程度上决定了现今孔隙度的大小,现今孔隙度又控制了储层渗流能力的高低,最终影响了储层物性。

经统计,水下分流河道核部砂岩样品以中—细粒(0.25~0.40mm)为主、磨圆度以次棱角状为主、分选性以好为主;水下分流河道中部砂岩样品以中—细粒(0.25~0.30mm)为主、磨圆度以棱角状—次棱角为主、分选性以中—好为主;水下分流河道侧翼砂岩样品以细粒—极细粒(0.05~0.20mm)为

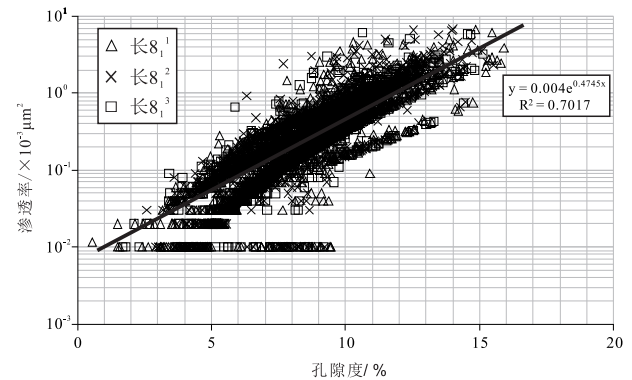


图7 合水地区长8<sub>1</sub>亚油层组孔隙度与渗透率相关性  
Fig. 7 Correlation between porosity and permeability of Chang 8<sub>1</sub>sub oil-bearing formation in Heshui area

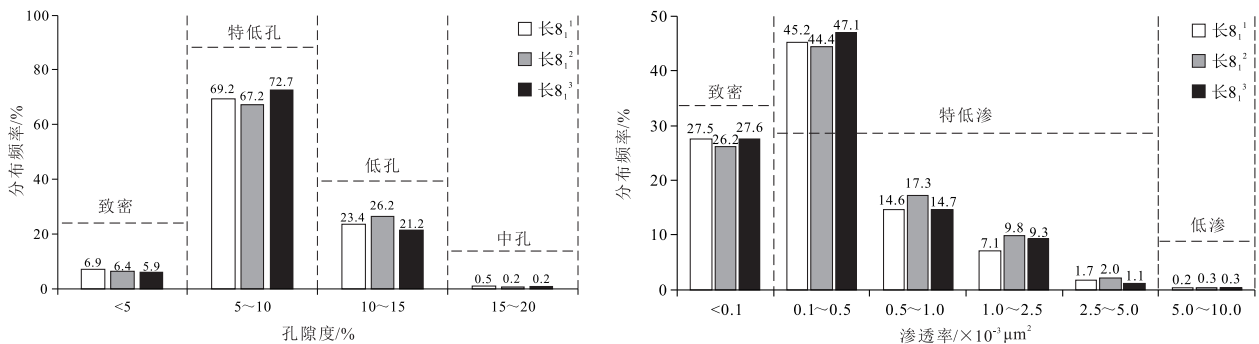


图8 合水地区长8<sub>1</sub>亚油层组物性分布直方图

Fig. 8 Distribution histogram showing physical properties of sub oil-bearing formation of Chang 8<sub>1</sub> in Heshui area



表3 合水地区长8<sub>1</sub>亚油层组不同沉积微相砂岩结构成熟度特征Table 3 Structural maturity of sandstone rocks of sub oil-bearing formation of Chang 8<sub>1</sub> in different sedimentary microfacies in Heshuiarea

沉积微相		粒径百分比/%			分选性百分比/%			磨圆度百分比/%			样品数 /个	结构 成熟度
		细粒-极细粒	细粒	中-细粒	中	中-好	好	棱角状	棱角状-次棱角状	次棱角状		
水下 分流河道	核部	1.53	23.15	75.32	15.37	25.64	58.99	13.52	25.46	61.02	153	高
	中部	8.34	34.63	57.03	12.15	56.34	31.51	11.81	55.65	32.54	259	中
	侧翼	49.54	30.55	19.91	65.66	20.15	14.19	49.85	30.24	19.91	452	低
河口坝		15.55	51.78	32.67	75.54	0	24.46	0	64.54	35.46	11	中
前缘席状砂		55.13	40.05	4.82	60.96	0	39.04	58.63	37.11	4.26	15	低

主,磨圆度以棱角状为主,分选性以中等为主;河口坝砂岩样品以细粒(0.10~0.25mm)为主、磨圆度以棱角状一次棱角为主、分选性以中为主;前缘席状砂岩样品以细粒—极细粒(0.05~0.15mm)为主,磨圆度以棱角状为主,分选性以中为主(表3)。整体上,水下分流河道核部砂岩结构成熟度较高,其次为水下分流河道中部与河口坝,水下分流河道侧翼与前缘席状砂的砂岩结构成熟度最低。

前人研究成果表明<sup>[31]</sup>,储层初始孔隙度的大小可由特拉斯克分选系数  $S_0$  计算求得(式1),而特拉斯克分选系数  $S_0$  则主要与岩石颗粒直径有关(式2)。(  $\varphi_{初}$  为原始孔隙度,  $S_0$  为特拉斯克分选系数,  $P_{25}$  为累积曲线上 25% 处对应的颗粒直径,  $P_{75}$  为累积曲线上 75% 处对应的颗粒直径)

$$\varphi_{初} = 20.90 + 22.91/S_0 \quad (式1)$$

$$S_0 = (P_{25}/P_{75})^{0.5} \quad (式2)$$

结合长8<sub>1</sub>亚油层组各小层34个砂岩样品的图像粒度资料计算得出,储层初始孔隙度分布在37.54%~41.73%,平均为40.26%。通过各样品初始孔隙度大小与该样品对应结构成熟度(粒径、

分选、磨圆度)散点图表明(图9),样品的分选性、磨圆度越好、粒度越大,则样品的初始孔隙度就越高。因此,沉积作用控制的砂岩结构成熟度对储层初始孔隙度有着重要的影响。而根据不同微相砂体结构成熟度的高低,最终可以得出结论,水下分流河道核部砂体初始孔隙度最高、其次为水下分流河道中部与河口坝,水下分流河道侧翼与前缘席状砂砂体初始孔隙度最低。

在研究了沉积微相对初始孔隙度影响的基础上,探讨了沉积微相对储层现今物性的影响。通过对上述59口单井不同沉积微相与其对应物性资料进行匹配后表明,不同微相内储层的物性有着明显差异。水下分流河道核部(砂地比大于0.6,单砂体厚度大于4m)孔隙度大于10%,渗透率大于  $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;水下分流河道中部及河口坝(砂地比为0.30~0.60,单砂体厚度为2~4m)孔隙度为8%~10%,渗透率为  $(0.1 \sim 0.5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;水下分流河道边部及前缘席状砂(砂地比为0.20~0.30,单砂体厚度小于2m)孔隙度小于8%,渗透率小于  $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (表4)。

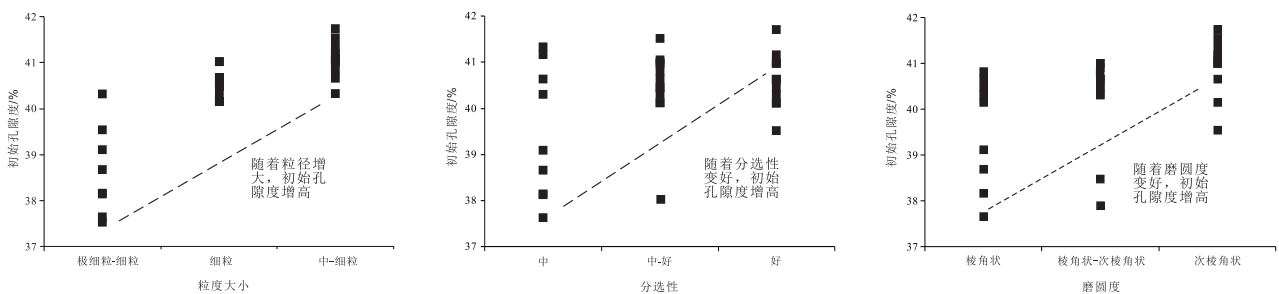
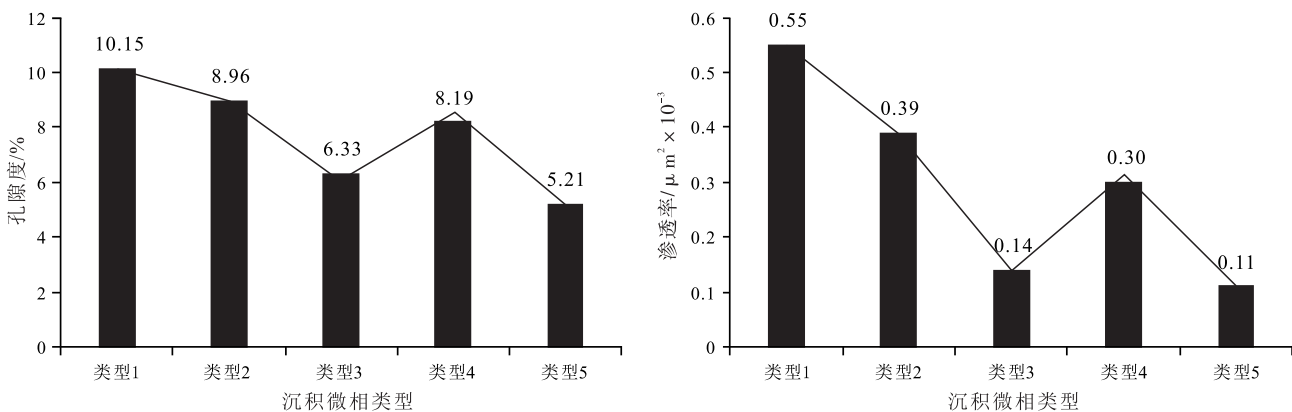
图9 合水地区长8<sub>1</sub>亚油层组砂岩结构成熟度与初始孔隙度散点图Fig. 9 Scatter diagram showing sandstone structural maturity and initial porosity of sub oil-bearing formation of Chang 8<sub>1</sub> in Heshui area

表4 合水地区长<sub>8</sub><sub>1</sub>不同沉积微相物性统计表Table 4 Physical properties of different sedimentary microfacies of sub oil-bearing formation of Chang <sub>8</sub><sub>1</sub> in Heshui area

微相类型	层位	单砂体厚度/m	砂地比	孔隙度/%	渗透率/ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	井数/口	
水下分流河道	核部	长 <sub>8</sub> <sub>1</sub> <sup>1</sup>	4.3	0.61	10.09	0.55	37
		长 <sub>8</sub> <sub>1</sub> <sup>2</sup>	4.5	0.66	10.25	0.61	49
		长 <sub>8</sub> <sub>1</sub> <sup>3</sup>	4.1	0.62	10.10	0.50	30
	中部	长 <sub>8</sub> <sub>1</sub> <sup>1</sup>	3.4	0.54	8.90	0.37	59
		长 <sub>8</sub> <sub>1</sub> <sup>2</sup>	3.6	0.53	9.15	0.41	59
		长 <sub>8</sub> <sub>1</sub> <sup>3</sup>	3.2	0.52	8.83	0.39	55
	侧翼	长 <sub>8</sub> <sub>1</sub> <sup>1</sup>	1.3	0.25	6.21	0.15	59
		长 <sub>8</sub> <sub>1</sub> <sup>2</sup>	1.1	0.31	6.15	0.15	59
		长 <sub>8</sub> <sub>1</sub> <sup>3</sup>	0.9	0.27	6.63	0.11	59
河口坝	长 <sub>8</sub> <sub>1</sub> <sup>1</sup>	2.9	0.39	8.54	0.31	25	
	长 <sub>8</sub> <sub>1</sub> <sup>2</sup>	3.4	0.36	8.13	0.35	5	
	长 <sub>8</sub> <sub>1</sub> <sup>3</sup>	2.5	0.39	7.89	0.25	18	
前缘席状砂	长 <sub>8</sub> <sub>1</sub> <sup>1</sup>	1.5	0.12	5.55	0.10	31	
	长 <sub>8</sub> <sub>1</sub> <sup>2</sup>	1.5	0.14	5.42	0.11	5	
	长 <sub>8</sub> <sub>1</sub> <sup>3</sup>	1.3	0.10	4.66	0.10	46	

整体上,水下分流河道核部物性最好,其次为水下分流河道中部与河口坝,水下分流河道侧翼与前缘席状砂物性最差(图10)。究其原因,在浅水三角洲前缘沉积环境中,以牵引流为主的水动力条件影响着不同微相砂体,一般位于河道核部的砂体受牵引流影响较为强烈,在强水动力条件下,核部砂体一般具有粒度粗、分选性强、磨圆度好、泥质含量少、沉积厚度大等特点。在此情况下,砂体往往具有较高的初始孔隙度,且连通性较好,在后期的成岩改造中,低泥质含量可导致砂体内具有较少的填隙物,使孔喉空间被大量的保留,砂体连通性被破坏程度最低,物性最好<sup>[32]</sup>。而从水下分流河道核部

向侧翼过度的过程中,河道逐渐靠近分流间湾,水动力条件逐渐减弱、砂体沉积厚度逐渐变小、泥质含量逐渐增高,导致砂体物性逐渐变小。同理,河口坝砂体主要沉积于河口处,其成因为水流携带的沉积物沿河道进行运移,当运移至河口处,水动力骤然减弱,沉积物原地快速堆积所形成的砂体<sup>[33]</sup>。该类砂体一般较水下分流河道核部砂体成熟度有所下降,物性有所降低;而前缘席状砂一般多发育于远离水下分流河道与河口坝的前缘泥质沉积物中<sup>[33]</sup>,砂体沉积厚度最小,结构成熟度最低,泥质含量最高,物性最差。

图10 合水地区长<sub>8</sub><sub>1</sub>亚油层组沉积微相与物性关系图

类型1. 水下分流河道核部;类型2. 水下分流河道中部;类型3. 水下分流河道侧翼;类型4. 河口坝;类型5. 前缘席状砂

Fig. 10 Relationship between sedimentary microfacies and physical properties of sub oil-bearing formation of Chang <sub>8</sub><sub>1</sub> in Heshui area

综上所述,研究区长 $8_1$ 亚油层组不同微相类型对储层的物性有明显影响,以水下分流河道核部储层物性最高,而各小层分析结果表明,长 $8_1^2$ 小层水下分流河道核部微相发育规模最大,因此,长 $8_1^2$ 小层为长 $8_1$ 亚油层组勘探主要的目的层位,有利储层发育最多。

## 4 结论

(1)合水地区长 $8_1$ 亚油层组为浅水三角洲前缘亚相沉积,其沉积微相主要包括水下分流河道、河口坝、前缘席状砂及分流间湾4类。其中,水下分流河道为主要的微相类型,根据砂地比的大小进一步可分为水下分流河道核部(砂地比大于0.6)、水下分流河道中部(砂地比介于0.4~0.6)、水下分流河道侧翼(砂地比介于0.2~0.4)。

(2)对合水地区长 $8_1$ 亚油层组以小层为单元进行解剖,并对比了各小层单井相、连井相及平面相后发现,长 $8_1^2$ 小层水下分流河道发育数量多、发育频率高,纵向厚度大、横向宽度广,平均宽厚比最大,平面上延伸距离最长。

(3)沉积微相控制了长 $8_1$ 储层的初始孔隙度及现今孔隙度。首先,不同沉积微相中砂体结构成熟度的不同导致了储层初始孔隙度存在差异。而结构成熟度较高的砂岩在后期受成岩作用破坏较小,被保留的孔隙较多。因此初始孔隙度的大小一定程度上决定了现今孔隙度的大小,现今孔隙度又控制了储层渗流能力的高低,最终影响了储层物性。各微相中,水下分流河道核部砂体物性最好,是有利储层发育的主要沉积相带。

(4)长 $8_1^2$ 小层水下分流河道核部微相较为发育,有利储层规模较大,是油田后期勘探及增储上产亟需关注的重点目的层位。

## 参考文献:

- [1] 焦方正. 非常规油气之“非常规”再认识[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(5): 803-810.
- [2] 王正和, 余谦. 淮南上二叠统芦草沟组非常规油气储层特征[J]. 岩性油气藏, 2017, 29(5): 28-35.
- [3] 宋岩, 李卓, 姜振学, 等. 非常规油气地质研究进展与发展趋势[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(4): 638-648.
- [4] 张航, 廖明光, 姚泾利, 等. 致密砂岩储层自生矿物特征及其对储集性能的影响——以鄂尔多斯盆地陇东地区长3油组为例[J]. 沉积与特提斯地质, 2017, 37(3): 22-31.
- [5] Cui J W, Li S, Mao Z G. Oil-bearing heterogeneity and threshold of tight sandstone reservoirs: A case study on Triassic Chang7 member, Ordos Basin [J]. Marine and Petroleum Geology, 2019, 104(6): 180-189.
- [6] Li C Z, Wang H H, Wang L G, et al. Characteristics of tight oil sandstone reservoirs: A case study from the Upper Triassic Chang 7 Member in Zhenyuan area, Ordos Basin, China [J]. Arabian Journal of Geoscience 2020, 13(2): 23-35.
- [7] Qiao J C, Zeng J H, Jiang S, et al. Impacts of sedimentology and diagenesis on pore structure and reservoir quality in tight oil sandstone reservoirs: Implications for macroscopic and microscopic heterogeneities [J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 111(1): 279-300.
- [8] Zhong Y J, Huang K K, Ye L M, et al. Diagenesis of tight sandstone reservoirs of Xujiache Formation (Upper Triassic) the Xinchang Gas Field, western Sichuan Basin, China [J]. Geological Journal, 2020, 55(6): 4604-4624.
- [9] Hoy R G, Ridgway K D. Sedimentology and sequence stratigraphy of fan-delta and river-delta depo-systems, Pennsylvanian Minturn Formation, Colorado [J]. AAPG bulletin, 2003, 87(7): 1169-1191.
- [10] Li Y J, Zhao Y, Yang R C, et al. Detailed sedimentary facies of a sandstone reservoir in the eastern zone of the Sulige gas field, Ordos Basin [J]. Mining Science and Technology (China), 2010, 20(11): 891-897+903.
- [11] 李思田. 沉积盆地分析中的沉积体系研究[J]. 矿物岩石地球化学, 1988, 7(2): 90-92.
- [12] 李璟, 傅强, 邓秀琴, 等. 李祥同. 鄂尔多斯盆地华池-庆阳地区延长组长 $6_2-6_3$ 沉积微相研究[J]. 沉积与特提斯地质, 2018, 38(4): 68-75.
- [13] 陆金波, 王英民, 张雷, 等. 塔河九连片地区三叠系下油组砂体分布及有利区带预测[J]. 沉积与特提斯地质, 2011, 31(1): 53-58.
- [14] 冯旭东, 张东, 林春明, 等. 松辽盆地白垩系浅水湖泊三角洲沉积微相研究——以大庆杏树岗油田杏三区东部葡I $1-3$ 小层为例[J]. 沉积与特提斯地质, 2016, 36(2): 1-10.
- [15] 李士祥, 楚美娟, 黄锦绣, 等. 鄂尔多斯盆地延长组长8油层组砂体结构特征及成因机理[J]. 石油学报, 2013, 34(3): 435-444.
- [16] 曹江骏, 杨友运, 陈朝兵, 等. 致密砂岩储层骨架砂体构型特征——以鄂尔多斯盆地合水地区延长组长6段砂体为例[J]. 沉积学报, 2019, 37(6): 1105-1116+1103.
- [17] 王朋岩, 李耀华. 松辽盆地中央坳陷朝84-6井区泉头组四段沉积期双物源体系分析[J]. 沉积与特提斯地质, 2016, 36(1): 90-97.
- [18] 李鹏飞, 徐论勋, 李建明. 鄂尔多斯盆地华庆地区长6期物源分析[J]. 沉积与特提斯地质, 2010, 30(2): 61-65.
- [19] 杨友运, 张蓬勃, 张忠义. 鄂尔多斯盆地合水油田长8油组辫状河三角洲沉积特征与层序演化[J]. 地质科技情报, 2005, 24(1): 45-48.
- [20] 司学强, 张金亮. 合水油田长8油组沉积相与油气分布规律[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2008, 30(6): 67-71

- +208.
- [21] 刘强. 合水东侧西127-板10砂带长8沉积特征及有利区筛选[D]. 西安:西北大学,2016.
- [22] 李德生. 重新认识鄂尔多斯盆地油气地质学[J]. 石油勘探与开发,2004,31(6):1-7.
- [23] 李文厚,刘溪,张倩,等. 鄂尔多斯盆地中晚三叠世延长期沉积演化[J]. 西北大学学报(自然科学版),2019,49(4):605-621.
- [24] 王一帆,徐胜林,张兵,等. 川西坳陷西充-梓潼地区下沙溪庙组沉积微相特征[J]. 沉积与特提斯地质,2020,40(1):35-44.
- [25] 李元昊,刘池洋,独育国,等. 鄂尔多斯盆地西北部上三叠统延长组长8油层组浅水三角洲沉积特征及湖岸线控砂[J]. 古地理学报,2009,11(3):265-274.
- [26] 叶蕾,朱筱敏,秦祎,等. 断陷湖盆浅水三角洲沉积体系[J]. 地球科学与环境学报,2018,40(2):186-202.
- [27] Purkait B, Majumdar D D. Distinguishing different sedimentary facies in a deltaic system [J]. *Sedimentary Geology*,2014,308(7):53-62.
- [28] 罗静兰,李忠兴,史成恩,等. 鄂尔多斯盆地西南部上三叠统延长组长8、长6油层组的沉积体系与物源方向[J]. 地质通报,2008,27(1):101-111.
- [29] 罗静兰,史成恩,李博,等. 鄂尔多斯盆地周缘及合水地区延长组长8、长6沉积物源—来自岩石地球化学的证据[J]. 中国科学(D辑:地球科学),2007,37(S1):62-72.
- [30] 陈林,陆永潮,林卫兵,等. 鄂尔多斯盆地西南部延长组长8油层组层序地层特征及沉积充填模式[J]. 石油学报,2019,40(04):434-447.
- [31] Beard D C, Weyl P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated Sand [J]. *AAPG Bulletin*,1973,57(2):349-369.
- [32] 杨勇,黄有根,冯炎松,等. 致密砂岩填隙物特征及其对储层的影响[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2015,37(5):1-8.
- [33] 李志鹏. 甘肃合水地区庄36井区地层划分、对比及沉积相研究[D]. 北京:中国地质大学(北京),2011.

## Sedimentary facies of sub oil-bearing formation of Chang $8_1$ and their influence on physical properties of reservoir, Heshui, Ordos Basin, NW China

Wang Xi<sup>1</sup>, Wei Fan<sup>2</sup>, Zhang Yan<sup>3</sup>, Fan Lin<sup>4</sup>, Fang Yigang<sup>2</sup>

(1. The 12th Oil Production Plant, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Heshui, 745400, China; 2. The 2nd Oil Production Plant, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Qingcheng, 745100, China; 3. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, 610500, China; 4. The 11th Oil Production Plant, Changqing Oilfield Company, PetroChina, Qingyang, 745000, China)

**Abstract:** Basing on the data of drilling cores, logging records and testing of physical properties of reservoir, this paper discusses the relationship between sedimentary microfacies and reservoir physical properties of the sub oil-formation of Chang  $8_1$  of the Upper Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin. Four types of microfacies, including underwater distributary channel, mouth bar, frontal sheet sand and inter-distributary bay, occur in the sub oil-formation of Chang  $8_1$ , which is with sedimentary facies of shallow delta front. The multi-stage superimposed underwater distributary channel is the main type of microfacies controlling the development of sand bodies. According to its thickness ratios of sandstone and mudstone, it can be divided into the core, the middle and the flank of the channel. The subaqueous distributary channels occur frequently in small layers of Chang  $8_1^2$ , whose sedimentary periods are more often than Chang  $8_1^1$  and Chang  $8_1^3$ , and its connectivity is better. The structural maturity, which is determined by sedimentary microfacies, controls the initial porosity of the reservoir and then affects the current porosity of the reservoir to a certain extent. The reservoir in the core of underwater distributary channel is with the best physical properties, and it is the favorable microfacies type. It is suggested that the small layers of Chang  $8_1^2$ , is the potential target layers for future exploration in studied areas.

**Key words:** Ordos Basin; Heshui area; sub oil-bearing formation of Chang  $8_1$ ; sedimentary microfacies; reservoir physical property